

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электрооборудование и электрохозяйство подстанции 110/35/6 кВ «Пугачевская» Саратовских распределительных сетей»

Студент(ка)

И.Ю. Самаркин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Нагаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« _____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Выполнен проект реконструкции электрооборудования и электрохозяйства двухтрансформаторной подстанции 110/35/6 кВ «Пугачевская» Саратовских распределительных электросетей.

Выполнен расчет электрических нагрузок подстанции; проведен выбор силовых трансформаторов; выбрана электрическая схема подстанции; проведен расчет токов короткого замыкания по подстанции; выбраны электрические аппараты и оборудование необходимые для установки на подстанции, выполнен расчет уставок релейной защиты силового трансформатора, а так же выбран тип и источник оперативного тока. Для защиты подстанции «Пугачевская» от прямых ударов молнии выполнен расчет молниезащиты.

Пояснительная записка состоит из 63 страниц, 22 таблицы и 5 рисунков. Графическая часть выпускной квалификационной работы представлена на 6 листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика подстанции «Пугачевская» 110/35/6 кВ Саратовских распределительных сетей	6
2 Расчет электрических нагрузок ПС «Пугачевская» 110/35/6 кВ	9
3 Выбор силовых трансформаторов подстанции «Пугачевская»	12
4 Расчет токов КЗ на подстанции 110/35/6 кВ «Пугачевская».....	22
5 Выбор необходимого оборудования для реконструкции подстанции 110/35/6 кВ «Пугачевская».....	31
6 Релейная защита силовых трансформаторов подстанции «Пугачевская».....	50
7 Выбор источника оперативного тока на подстанции «Пугачевская»	53
8 Расчет собственных нужд подстанции «Пугачевская».....	55
9 Расчет молниезащиты подстанции «Пугачевская» 110/35/6 кВ	56
Заключение	58
Список использованных источников	60

Введение

Электроэнергетическая отрасль являясь одной из основных отраслей народного хозяйства включает в себя объекты предназначенные для выработки, преобразования, распределения и потребление электрической энергии. С каждым годом количество потребителей растет, поэтому в отрасли необходим контроль за существующими объектами генерации и преобразования электрической энергии, а также необходима постройка новых объектов, которые направлены на поддержание существующих показателей, а так же на увеличение пропускной способности подстанциях. Очень важно, чтобы техническое состояние оборудования подстанции соответствовало всем нормативным стандартам и правилам в области качества и надежности электроснабжения потребителей. Для этого нужно вовремя проводить проверки состояния оборудования, выполнять вывод в ремонт оборудования, выполнять своевременную реконструкцию и замену его на новое, так как со временем происходит физический и моральный износ оборудования. Эксплуатация неисправного оборудования или физически и морально устаревшего оборудования риск аварий на подстанции возрастет, что в последствии может привести к нарушению электроснабжения потребителей. Поэтому разработка проектов реконструкции объектов электроэнергетики является актуальной в настоящее время.

Электростанция состоит из установок, оборудования и аппаратов необходимых для преобразования электрической энергии, на различные классы напряжения, а также передачи ее через линии электропередач потребителям. Промежуточным звеном между электростанцией и потребителем, является подстанция, она необходима для приема, преобразования, и распределения электроэнергии по линиям электропередач, к потребителям.

Цель квалификационная работы заключается в реконструкции электрооборудования и электрохозяйства понизительной трансформаторной подстанции.

Согласно поставленной цели в выпускной квалификационной работе были поставлены и решены следующие задачи:

1. Расчет электрических нагрузок подстанции «Пугачевская»;
2. Выполнить выбор типа и мощности силовых трансформаторов;
3. Выполнить расчет токов короткого замыкания на стороне 6, 35 и 110 кВ;
4. Провести расчет токов КЗ на стороне низкого, среднего и высокого напряжения подстанции «Пугачевская»;
5. Выполнить расчет уставок релейной защиты и автоматики;
6. Выполнить расчет собственных нужды подстанции «Пугачевская»;
7. Выбрать источник и вид оперативного тока на реконструируемой подстанции;
8. Провести расчет молниезащиты подстанции «Пугачевская».

Объектом выпускной квалификационной работы является понизительная трансформаторная подстанция «Пугачевская» 110/35/6 кВ.

1 Краткая характеристика подстанции «Пугачевская» 110/35/6 кВ Саратовских распределительных сетей

Подстанция «Пугачевская» 110/35/6 кВ расположена в Пугачевском муниципальном районе Саратовской области на левом берегу реки Волга.

Подстанция «Пугачевская» 110/35/6 кВ была построена и введена в эксплуатацию в 1972 г. для электроснабжения потребителей, расположенных в Пугачевском муниципальном районе Саратовской области. Подстанция предназначена для питания близлежащих потребителей и распределения электрической энергии по питаемому району.

1. Схема ПС «Пугачевская» 110/35/6 кВ представлена на рисунке 1. На ОРУ-110 кВ выполнено по схеме «Две рабочие системы шин».

2. Схема ОРУ -110 кВ выполнена по схеме «Две рабочие системы шин». На ОРУ 110 кВ установлено следующее оборудование:

- 1) Высоковольтные масляные выключатели ВМТ-110 Б/3150 У 1;
- 2) Разъединители марки РНДЗ-110/1000-У1;
- 3) Трансформаторы тока марки ТФНД-110М.

3. На ОРУ-35 кВ выполненной по схеме «мостик с выключателем» в настоящее время установлено следующее оборудование:

- 1) Высоковольтные масляные выключатели марки ВМТ-35-3150 У1;
- 2) Трансформаторы тока марки ТФНД-35М;
- 3) Разъединители марки РНДЗ-35/1000-У1;
- 4) Трансформаторы напряжения марки ЗНОМ-35.

4. На подстанции «Пугачевская» ЗРУ-6 кВ выполнено по схеме «двойная система шин» и на нем установлено следующее оборудование:

- 1) Трансформаторы напряжения марки НАМИ-6;
- 2) Трансформаторы тока напряжением ТЛМ-10.
- 3) Высоковольтные выключатели марки ВМГ-6

5. В качестве силовых трансформаторов на подстанции «Пугачевская» установлено два трехобмоточных трансформатора:

- Т1: ТДТНГ-20000/110 кВ;

- Т2: ТДТНГ-20000/110 кВ.

6. На подстанции «Пугачевская» 110/35/6 кВ установлено заземляющее устройство на распределительных устройствах 110, 35 и 6 кВ. Все оборудование подстанции защищено от прямых ударов молнии, а так же имеется освещение, обеспечивающее возможность выполнения переключений в ночное время суток.

Для питания собственных нужд подстанции предусмотрены два трансформатора типа ТМ-80/6 и ТТО-40/6, подключённых к первой и второй секциям шин 6 кВ.

В настоящее время оборудование на ПС «Пугачевская» 110/35/6 кВ морально и физически устарело. Поэтому для обеспечения надежного функционирования подстанции и обеспечения бесперебойности электроснабжения потребителей необходимо провести реконструкцию с заменой оборудования и силовых трансформаторов.

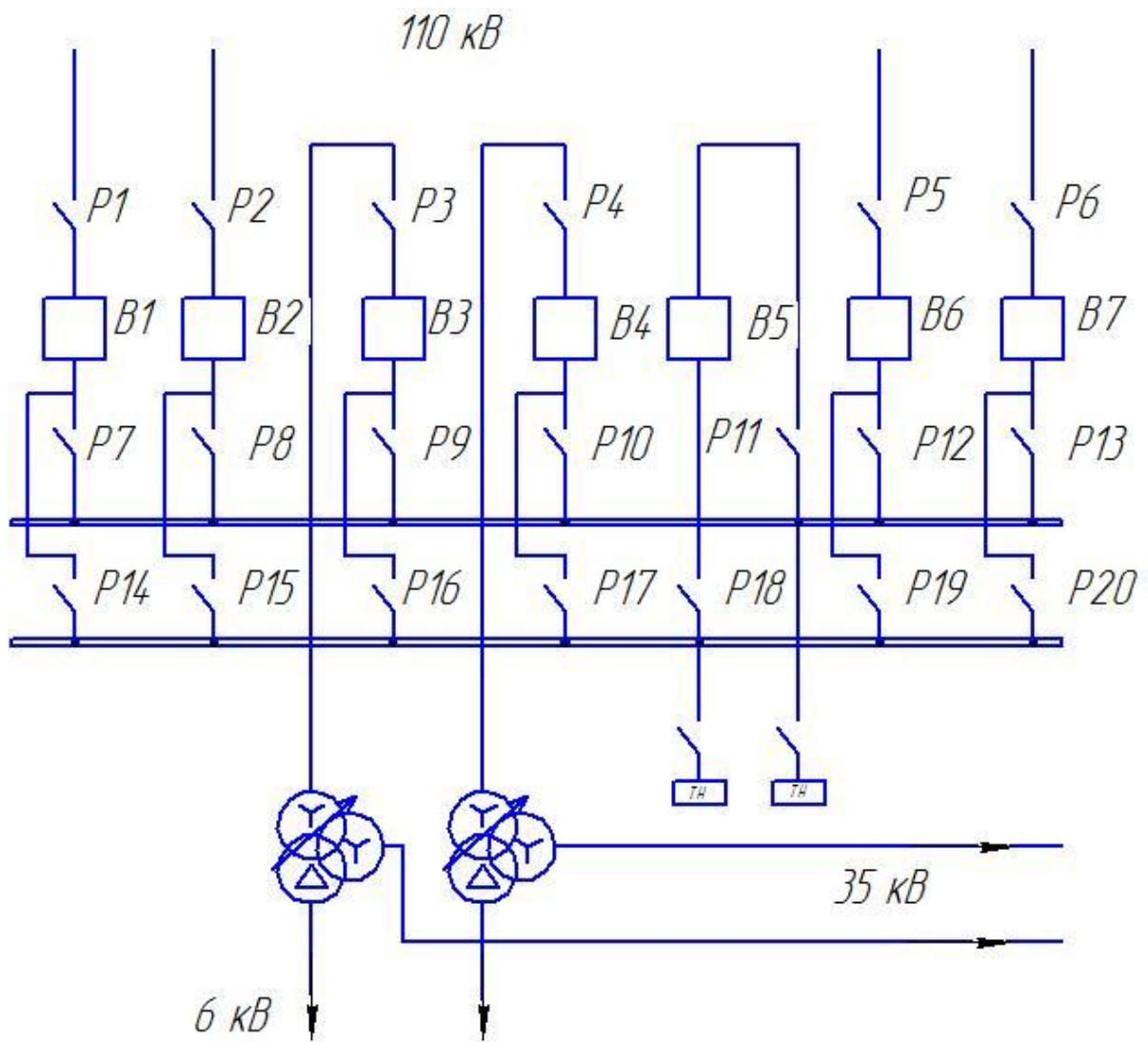


Рисунок 1 – Электрическая схема распределительного устройства 110 кВ подстанции «Пугаческая» 110/35/6 кВ

2 Расчет электрических нагрузок ПС «Пугачевская» 110/35/6 кВ

На каждой ступени распределительного напряжения проектируемой подстанции (ПС) заданы нагрузки потребителей в виде максимальных значений активной мощности P_{max} , которые соответствуют 100 % максимальной ступени для суточных графиков и годовых графиков по продолжительности. Значения мощностей для других ступеней нагрузки по графикам определяются пропорционально в виде $P_{in}(t)$.

С использованием заданных значений коэффициентов мощности потребителей графики активной мощности преобразуются в графики полной мощности отдельных потребителей по выражению:

$$S_n^i(t) = \frac{P_{in}(t)}{\cos \varphi_{in}}$$

Максимальная полная мощность для отдельных потребителей:

-С1Т:

$$S_{C1T} = \frac{P_{C1T}}{\cos \phi_{C1T}} = \frac{10,97}{0,9} = 12,189(\text{МВА});$$

-С2Т:

$$S_{C2T} = \frac{P_{C2T}}{\cos \phi_{C2T}} = \frac{10,15}{0,9} = 11,278(\text{МВА});$$

-по подстанции в целом:

$$S_{\text{max}}^{\text{ПС}} = \sum S_n^i = S_{C1T} + S_{C2T} = 12,189 + 11,278 = 23,47(\text{МВА}).$$

Потребляемую электроэнергию для отдельных потребителей определим по формуле:

$$W = \sum_{i=1}^k P_{in}(t) \cdot t_{in};$$

-С1Т :

$$\begin{aligned} W_{C1T} &= 10,97 \cdot 1,3 \cdot 10^3 + 8,72 \cdot 3,8 \cdot 10^3 + 6,79 \cdot 2,7 \cdot 10^3 + 4,25 \cdot 0,25 \cdot 10^3 + 0,31 \cdot 0,71 \cdot 10^3 \\ &= 67012,6 (\text{МВт} \cdot \text{ч}); \end{aligned}$$

-С2Т :

$$\begin{aligned} W_{C2T} &= 10,15 \cdot 0,65 \cdot 10^3 + 7,12 \cdot 0,54 \cdot 10^3 + 5,9 \cdot 2,79 \cdot 10^3 + 2,79 \cdot 2,42 \cdot 10^3 + 0,236 \cdot 10^3 \\ &= 32299,5 (\text{МВт} \cdot \text{ч}); \end{aligned}$$

-для подстанции в целом:

$$W_{ПС} = \sum W_n = W_{C1T} + W_{C2T} = 67012,6 + 32299,5 = 99312,1 (\text{МВт} \cdot \text{ч}).$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки ПС:

$$T_m = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}} = \frac{99312,1}{10,97 + 10,15} = 4702,3 (\text{час}).$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{зан} = \frac{T_m}{8760} = \frac{4702,3}{8760} = 0,537.$$

Годовой график активной нагрузки изображен на рисунке 2, а годовой график полной нагрузки изображен на рисунке 3.

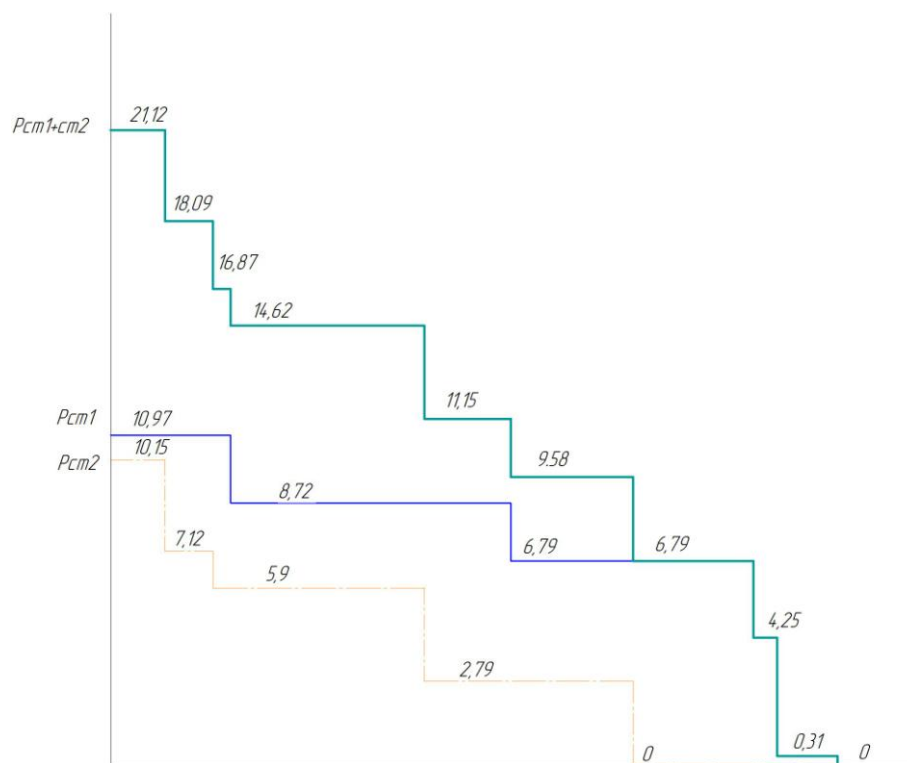


Рисунок 2 – Годовой график нагрузок подстанции «Пугачевская» (активная мощность)

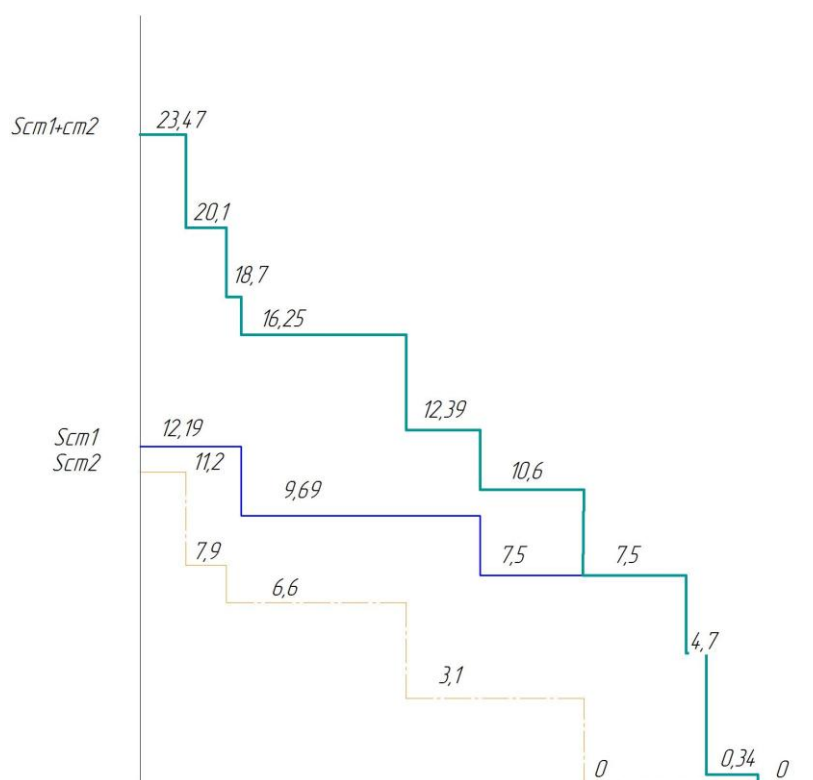


Рисунок 3 – Годовой график электрических нагрузок подстанции «Пугачевская» (полная мощность)

3 Выбор силовых трансформаторов подстанции «Пугачевская»

При выполнении выпускной квалификационной работы и выборе необходимого оборудования подстанции 110/36/6 кВ «Пугачевская» необходимо предусмотреть замену установленных в настоящее время силовых трансформаторов. Это связано с тем, что находящиеся в эксплуатации в настоящее время два силовых трансформатора марки ТДТНГ-20000/110/35/6, были введены в эксплуатацию в 1956-1957г. Срок эксплуатации трансформаторов составляет 25 лет, поэтому срок эксплуатации установленных трансформаторов закончился в 2012 году. Учитывая так же тот факт, что в районе ПС «Пугачевская» существует дефицит мощности, а так же то, что трансформаторы марки ТДТНГ мощностью 20000 кВА больше не выпускаются отечественными производителями трансформаторов.

3.1 Выбор типа и числа силовых трансформаторов

На реконструируемой подстанции присутствует три класса напряжения 110, 35, 6 кВ. Поэтому, целесообразно использовать трехобмоточные силовые трансформаторы.

Потребителями подстанции «Пугачевская» относятся ко всем категориям надежности. Поэтому целесообразно использовать два силовых трансформатора. Допустимая номинальная мощность каждого трансформатора $S_{ном.Т}$ с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{maxnc} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)} = \frac{23,43 \cdot 0,75}{1,4 \cdot (2-1)} = 12,55(\text{МВА});$$

где K_{1-2} - коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категории, примем равным 0,75;

$K_{пер}=1,4$ - коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора;

n - количество параллельно работающих трансформаторов на подстанции.

Для полученного значения $S_{номТ}$, выбираем два варианта с установкой силовых трансформаторов с большими мощностями:

1-ТДТН-16000/110/35/6 У1.

2-ТДНТ 25000/110/35/6 У1

Оба силовых трансформатора предприятия Тольяттинский трансформатор, каталожные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Каталожные данные трансформаторов ТДНТ-16000/110/35/6 У1 и ТДНТ-25000/110/35/6 У1

Тип	$S_{номТ}$, МВА	Каталожные данные						
		$U_{ном.обмоток}$, кВ			u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	СН	НН				
ТДТН-16000/110/35/6 У1	16	115	38,5	6,6	10,5	90	15,8	0,33
ТДТН-25000/110/35/6 У1	25	115	38,5	6,6	10,5	130	21	0,31

3.2 Технико-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции

Технико-экономический выбор номинальной мощности силового трансформатора предусматривает обеспечение экономичных режимов работы, которые характеризуются минимумом потерь мощности в трансформаторах при их работе по заданному графику нагрузки.

При этом надо учитывать не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе

электроснабжения из-за потребления трансформаторами реактивной мощности.

3.2.1 Технико-экономический расчет варианта установки трансформаторов типа ТДТН-16000/110/35/6 У1

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P_x' = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x = 15,8 + 0,05 \cdot 52,8 = 18,44 \text{ (кВт)};$$

где $Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,33}{100} \cdot 16000 = 52,8 \text{ (квар)}$ - потери реактивной мощности

трансформатора в режиме холостого хода, k_{un} - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей и составляет 0,02...0,2 (кВт/квар), выбираем $k_{un} = 0,05 \text{ (кВт/квар)}$.

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений:

$$K_{3.В} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{S_{max}^{ПС}}{S_{ном.Т}} = \frac{23,43}{16} = 1,46;$$

$$K_{3.С} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}} = \frac{S_{СТ1}}{S_{ном.Т}} = \frac{12,19}{16} = 0,76;$$

$$K_{3.Н} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{S_{С2Т}}{S_{ном.Т}} = \frac{11,2}{16} = 0,7.$$

Напряжение к.з. обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора:

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН}) = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75\%;$$

$$U_{к.С} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} + u_{к.ВН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0\%;$$

$$U_{к.Н} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} + u_{к.ВН-СН}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%;$$

где $u_{к.ВН-НН}$, $u_{к.ВН-СН}$, $u_{к.СН-НН}$ - значения напряжения к.з. между обмотками.

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток в режиме к.з.:

$$Q_{K.B} = \frac{U_{K.B}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,75}{100} \cdot 16000 = 1720(\text{квар});$$

$$Q_{K.C} = \frac{U_{K.C}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0}{100} \cdot 16000 = 0(\text{квар});$$

$$Q_{K.H} = \frac{U_{K.H}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{6,75}{100} \cdot 16000 = 1080(\text{квар}).$$

Приведенные потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трехобмоточного трансформатора:

$$P'_{K.B} = P_{K.B} + k_{un} \cdot Q_{K.B} = 45 + 0,05 \cdot 1720 = 131(\text{кВт});$$

$$P'_{K.C} = P_{K.C} + k_{un} \cdot Q_{K.C} = 45 + 0,05 \cdot 0 = 45(\text{кВт});$$

$$P'_{K.H} = P_{K.H} + k_{un} \cdot Q_{K.H} = 45 + 0,05 \cdot 1080 = 99(\text{кВт});$$

где $P_{K.B}$, $P_{K.C}$, $P_{K.H}$ - потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузки, которые определяются по формуле:

$$P_{K.B} = P_{K.C} = P_{K.H} = 0,5 \cdot \Delta P_K = 0,5 \cdot 90 = 45(\text{кВт}).$$

Приведенные потери мощности трансформатора:

$$P'_T = P'_X + \kappa_{3.B}^2 \cdot P'_{K.B} + \kappa_{3.C}^2 \cdot P'_{K.C} + \kappa_{3.H}^2 \cdot P'_{K.H} = \\ = 18,44 + 1,46^2 \cdot 131 + 0,76^2 \cdot 45 + 0,7^2 \cdot 99 = 372,18(\text{кВт}).$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторах сведены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторе ТДТН-16000/110

№	S_{Bi} , МВА	S_{Ci} , МВА	S_{Hi} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{Xi} , кВт·ч	K_{3Bi}	K_{3Ci}	K_{3Hi}	ΔW_{KBi} , кВт·ч	ΔW_{KCi} , кВт·ч	ΔW_{KHi} , кВт·ч
1.	23,47	12,19	11,2	2	640	23603,2	1,47	0,76	0,7	90200,2	8358,5	15523
2.	20,1	12,19	7,9	2	560	20652,8	1,26	0,76	0,49	57887,06	7313,7	6757,8
3.	18,7	12,19	6,6	2	210	7744,8	1,17	0,76	0,41	18789,01	2742,6	1768,8
4.	16,25	9,69	6,6	2	2340	86299,2	1,02	0,61	0,41	158097,1	19311	19709
5.	12,39	9,69	3,1	2	1050	38724	0,77	0,61	0,19	41241,39	8665,2	1951,1
6.	10,6	7,5	3,1	2	1460	53844,8	0,66	0,47	0,19	41972,6	7218	2712,9
7.	7,5	7,5	0	2	1460	53844,8	0,47	0,47	0	21012,45	7218	0
8.	4,7	4,7	0	2	280	10326,4	0,29	0,29	0	1582,541	543,62	0
9.	0,34	0,34	0	2	760	28028,8	0,02	0,02	0	22,47878	7,7217	0
										430804,8	61379	48423
						$\sum \Delta W_{Xi} = 323069$ (кВт·ч)	$\Delta W_{\text{ПС}} = 863675,2$ (кВт·ч)			$\sum \Delta W_K = 540606,4$ (кВт·ч)		

Экономическая нагрузка трансформатора для подстанции:

$$S_{\text{Э.ПС}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_X}{P'_K}} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{18,44}{275}} = 5,859(\text{МВА}).$$

Стоимость 1 МВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{Э}} = 253,38(\text{руб./МВт}\cdot\text{ч});$$

где $C_{\text{Э}}$ – единый тариф на услуги по передаче электрической энергии по сетям Саратовской области.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} = 863,6752 \cdot 253,38 = 218838(\text{руб}).$$

Годовые отчисления:

$$I_{\text{О}} = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 12300000 = 1156200(\text{руб});$$

где $p_{\text{сум}}$ – суммарный коэффициент отчислений, который состоит из отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонт, для силового электрооборудования 35-150 кВ составляет 0,094,

K – капитальные затраты на оборудование ПС, составляет 12300000(руб.).

Экономическая целесообразность выбора трансформатора определяется методом приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{Н}} \cdot K + I_{\text{О}} + I_{\text{Э}} = 0,1 \cdot 12300000 + 1156200 + 218838 = 2605038(\text{руб});$$

где $E_{\text{Н}}$ – нормативный коэффициент дисконтирования, составляет 0,1.

3.2.2 Технико-экономический расчет ПС с трансформаторами типа ТДТН-25000/110/35/6 У1

Рассчитаем вариант ПС с трансформаторами типа ТДТН-25000/110.

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_X = \Delta P_X + k_{\text{ин}} \cdot Q_X = 21 + 0,05 \cdot 77,5 = 21,87(\text{кВт});$$

где $Q_X = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0,31}{100} \cdot 25000 = 77,5(\text{квар})$ – потери реактивной мощности

трансформатора в режиме холостого хода, $k_{\text{ин}}$ – коэффициент изменения

потерь, который зависит от удаленности потребителей и составляет 0,02...0,2 (кВт/квар), выбираем $k_{un}=0,05$ (кВт/квар).

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений:

$$K_{3.B} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{S_{max}^{ПС}}{S_{ном.Т}} = \frac{23,43}{25} = 0,94;$$

$$K_{3.C} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}} = \frac{S_{СТ1}}{S_{ном.Т}} = \frac{12,19}{25} = 0,49;$$

$$K_{3.H} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{S_{C2T}}{S_{ном.Т}} = \frac{11,2}{25} = 0,45.$$

Напряжение к.з. обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора:

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН}) = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75\%;$$

$$U_{к.С} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} + u_{к.ВН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0\%;$$

$$U_{к.Н} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} + u_{к.ВН-СН}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%;$$

где $u_{к.ВН-НН}$, $u_{к.ВН-СН}$, $u_{к.СН-НН}$ - значения напряжения к.з. между обмотками.

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток в режиме к.з.:

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.В}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2687,7(\text{квар});$$

$$Q_{к.С} = \frac{U_{к.С}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0(\text{квар});$$

$$Q_{к.Н} = \frac{U_{к.Н}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1687,5(\text{квар}).$$

Приведенные потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трехобмоточного трансформатора:

$$P'_{к.В} = P_{к.С} + k_{un} \cdot Q_{к.В} = 65 + 0,05 \cdot 287,5 = 199,37(\text{кВт});$$

$$P'_{к.С} = P_{к.С} + k_{un} \cdot Q_{к.С} = 65 + 0,05 \cdot 0 = 65(\text{кВт});$$

$$P'_{к.Н} = P_{к.Н} + k_{un} \cdot Q_{к.Н} = 65 + 0,05 \cdot 1687,5 = 149,37(\text{кВт});$$

где $P_{к.В}$, $P_{к.С}$, $P_{к.Н}$ - потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора при 100% из загрузки, которые определяются по формуле:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_k = 0,5 \cdot 130 = 65 \text{ (кВт)}.$$

Приведенные потери мощности трансформатора:

$$\begin{aligned} P_T' &= P_X' + \kappa_{3.в}^2 \cdot P_{к.в}' + \kappa_{3.с}^2 \cdot P_{к.с}' + \kappa_{3.н}^2 \cdot P_{к.н}' = \\ &= 24,87 + 0,94^2 \cdot 199,37 + 0,49^2 \cdot 65 + 0,45^2 \cdot 149,37 = 246,89 \text{ (кВт)}. \end{aligned}$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторах сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторе ТДТН-25000/110

№	S_{Bi} , МВА	S_{Ci} , МВА	S_{Hi} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{Xi} , кВт·ч	K_{3Bi}	K_{3Ci}	K_{3Hi}	ΔW_{KBi} , кВт·ч	ΔW_{KCi} , кВт·ч	ΔW_{KHi} , кВт·ч
1.	23,47	12,19	11,2	2	640	31834	0,94	0,49	0,45	56228,43	4945,3	9593,3
2.	20,1	12,19	7,9	2	560	27854	0,8	0,49	0,32	36085,27	4327,1	4176,3
3.	18,7	12,19	6,6	2	210	10445	0,75	0,49	0,26	11712,57	1622,7	1093,1
4.	16,25	9,69	6,6	2	2340	116392	0,65	0,39	0,26	98553,58	11425	12180
5.	12,39	9,69	3,1	2	1050	52227	0,49	0,39	0,12	25708,79	5126,7	1205,8
6.	10,6	7,5	3,1	2	1460	72620	0,42	0,3	0,12	26164,62	4270,5	1676,6
7.	7,5	7,5	0	2	1460	72620	0,3	0,3	0	13098,61	4270,5	0
8.	4,7	4,7	0	2	280	13927	0,19	0,19	0	986,5147	321,63	0
9.	0,34	0,34	0	2	760	37802	0,014	0,014	0	14,01268	4,5685	0
				$\sum \Delta W_{Xi} = 43572,4(\text{кВт}\cdot\text{ч})$			$\Delta W_{\text{TC}} = 770514(\text{кВт}\cdot\text{ч})$			268552,4	36314	29925
										$\sum \Delta W_K = 334792(\text{кВт}\cdot\text{ч})$		

Экономическая нагрузка трансформатора для подстанции:

$$S_{\text{Э.ПС}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_X}{P'_K}} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{24,87}{413,74}} = 8,668 (\text{МВА}).$$

Стоимость 1МВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{Э}} = 253,38 (\text{руб./МВт·ч});$$

где $C_{\text{Э}}$ – единый тариф на услуги по передаче электрической энергии по сетям Саратовской области.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} = 770,514 \cdot 253,38 = 195232,8 (\text{руб}).$$

Годовые отчисления:

$$I_{\text{О}} = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 15700000 = 1475800 (\text{руб});$$

где $p_{\text{сум}}$ - суммарный коэффициент отчислений, который состоит из отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонт, для силового электрооборудования 35-150 кВ составляет 0,094 ,

K - капитальные затраты на оборудование ПС, составляет 15700000(руб.).

Экономическая целесообразность выбора трансформатора определяется методом приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I_{\text{О}} + I_{\text{Э}} = 0,1 \cdot 15700000 + 1475800 + 195232,8 = 3241033 (\text{руб}); \text{ где } E_H - \text{ нормативный коэффициент дисконтирования, составляет } 0,1.$$

На основе проведенных расчетов выбираем трансформатор ТДТН-25000/110/10/6 У1, затраты на данный трансформатор больше, но на данной подстанции стоят трансформаторы ТДТНГ-20000/110 У1, и при данной мощности трансформаторов зафиксирован в 2014 году дефицит мощности равный -0,47 МВт, соответственно необходимо заменить данные трансформаторы большей мощности.

4 Расчет токов КЗ на подстанции 110/35/6 кВ «Пугачевская»

Расчет токов короткого замыкания (к.з.) необходим для выбора и проверки электрических аппаратов, проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики, проектирования заземляющих устройств и т.д.

Выбор вида расчетного тока к.з. зависит от поставленной цели, т. е., расчетным видом тока короткого замыкания при выборе и проверке аппаратов и проводников в сетях 110 кВ - трех-, двух-, и однофазные токи короткого замыкания.

Для расчетов токов короткого замыкания составим расчетную схему рассматриваемой электроустановки (рисунок 4), и намечаем на ней токи короткого замыкания.

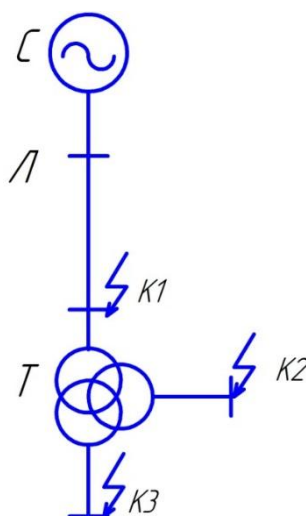


Рисунок 4 – Схема для расчета токов к.з. на подстанции «Пугачевская»

На основании расчетной схемы составим эквивалентную схему замещения представленную на рисунке 5.

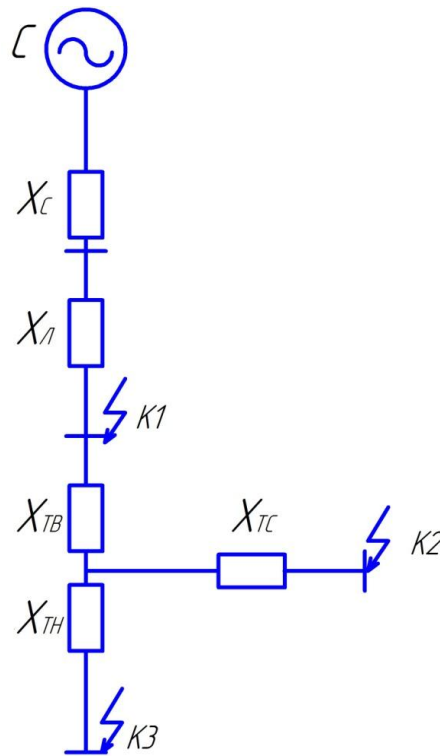


Рисунок 5 – Эквивалентная схема замещения электроустановки

Рассчитаем сопротивления всех элементов схемы замещения в относительных единицах.

-система:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{2500} = 0,4;$$

где: S_{σ} - базисную мощность, примем равной 1000МВА.

-линия электропередачи:

$$X_{л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 17 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,52;$$

-трансформатор:

$$X_{TB} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Тном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,3;$$

$$X_{TC} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Тном}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0;$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Тном}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,7.$$

Результирующее сопротивление в точке К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_C + X_L = 0,4 + 0,52 = 0,92.$$

Базисный ток в точке К1:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02(\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке К1:

$$I_{no1} = \frac{E''_{\sigma}}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{\sigma 1} = \frac{1}{0,92} \cdot 5,02 = 5,46(\text{кА}).$$

Ударный ток к.з. в точке К1:

$$i_{y\sigma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot k_{y\sigma 1} = \sqrt{2} \cdot 5,46 \cdot 1,8 = 13,9(\text{кА}).$$

Рассчитаем ток к.з в точке К2.

Результирующее сопротивление в точке К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_C + X_L + X_{TB} = 0,4 + 0,52 + 4,3 = 5,22.$$

Базисный ток в точке К2:

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55(\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке К2:

$$I_{no2} = \frac{E''_{\sigma}}{X_{\Sigma K2}} \cdot I_{\sigma 2} = \frac{1}{5,2} \cdot 55 = 10,58(\text{кА}).$$

Ударный ток к.з. в точке К2:

$$i_{y\sigma 2} = \sqrt{2} \cdot I_{no2} \cdot k_{y\sigma 2} = \sqrt{2} \cdot 10,58 \cdot 1,8 = 26,93(\text{кА}).$$

Рассчитаем ток к.з в точке К3.

Результирующее сопротивление в точке К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_C + X_L + X_{TB} + X_{TH} = 0,4 + 0,52 + 4,3 + 2,7 = 7,92.$$

Базисный ток в точке К3:

$$I_{\sigma 3} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,8(\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке КЗ:

$$I_{no3} = \frac{E''_{\sigma}}{X_{\Sigma K3}} \cdot I_{\sigma 3} = \frac{1}{7,92} \cdot 91,8 = 11,59(\text{кА}).$$

Ударный ток к.з. в точке КЗ:

$$i_{y\sigma 3} = \sqrt{2} \cdot I_{no3} \cdot k_{y\sigma 3} = \sqrt{2} \cdot 11,59 \cdot 1,8 = 29,5(\text{кА}).$$

4.1 Расчет однофазного короткого замыкания

Так как сети 110 кВ рассчитаем однофазные, и двухфазные на землю токи короткого замыкания.

Для расчета несимметричных токов к.з. необходимы сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности. Так как рассматриваем однофазное к.з., то для определения шунтового сопротивления необходимо определить обратное и нулевое сопротивления.

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности.

Расчет однофазного к.з для точки К1.

$$X_{\Sigma 1} = X_{\Sigma 2} = 0,92.$$

Определяем сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{\Sigma 0} = \frac{X_l \cdot (X_{TB} + X_{TH})}{X_l + X_{TB} + X_{TH}} = \frac{2,45 \cdot (4,3 + 2,7)}{2,45 + 4,3 + 2,7} = 1,81(\text{кА}).$$

где: $X_l = d \cdot X_l = 4,7 \cdot 0,52 = 2,45$ сопротивление линии, коэффициент $d = 4,7$ так как используется двупежная ВЛ со стальными тросами.

Короткое замыкание в точки К1:

$$I_k^{(1)} = \frac{E''_*}{x_{\Sigma K1} + \Delta x^{(1)}} = \frac{1}{0,92 + 0,92 + 1,81} = 0,27(\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке К1:

$$I_{no1} = m^{(1)} \cdot I_k^{(1)} \cdot I_{\sigma3} = 3 \cdot 0,27 \cdot 5,02 = 4,1 (\text{кА}).$$

где m - коэффициент, значение которого зависит от вида к.з.

Ударный ток к.з. в точке К3:

$$i_{y\sigma1} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot k_{y\sigma1} = \sqrt{2} \cdot 4,1 \cdot 1,8 = 10,44 (\text{кА}).$$

Расчёт токов к.з. в точке К2.

Определяем сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{\Sigma 0} = 0.$$

Сопротивление нулевой последовательности равно нулю, так как соединение обмотки трансформатора треугольник.

Короткое замыкание в точки К2:

$$I_k^{(1)} = \frac{E_*''}{x_{\Sigma K2} + \Delta X^{(1)}} = \frac{1}{5,22 + 5,22 + 0} = 0,096 (\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке К2:

$$I_{no2} = m^{(1)} \cdot I_k^{(1)} \cdot I_{\sigma2} = 3 \cdot 0,096 \cdot 55 = 15,84 (\text{кА}).$$

Ударный ток к.з. в точке К2:

$$i_{y\sigma1} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot k_{y\sigma1} = \sqrt{2} \cdot 15,84 \cdot 1,8 = 40,32 (\text{кА}).$$

Расчёт токов к.з. в точке К3.

Определяем сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{\Sigma 0} = 0.$$

Сопротивление нулевой последовательности равно нулю, так как соединение обмотки трансформатора треугольник.

Короткое замыкание в точки К3:

$$I_k^{(1)} = \frac{E_*''}{x_{\Sigma K3} + \Delta X^{(1)}} = \frac{1}{7,92 + 7,92 + 0} = 0,063 (\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке К3:

$$I_{no3} = m^{(1)} \cdot I_k^{(1)} \cdot I_{\delta 1} = 3 \cdot 0,063 \cdot 91,8 = 17,35 (\text{кА}).$$

Ударный ток к.з. в точке К3:

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot k_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot 17,35 \cdot 1,8 = 44,17 (\text{кА}).$$

4.2 Расчет двухфазного короткого замыкания

Расчёт токов к.з. в точке К1.

Определяем сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{\Sigma 0} = 0,92.$$

Значение из однофазного короткого замыкания.

Короткое замыкание в точки К1:

$$I_k^{(2)} = \frac{E_*''}{X_{\Sigma K1} + \Delta X^{(2)}} = \frac{E_*''}{X_{\Sigma K1} + X_{2\Sigma}} = \frac{1}{0,92 + 0,92} = 0,54 (\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке К1:

$$\begin{aligned} I_{no1} &= m^{(2)} \cdot I_k^{(2)} \cdot I_{\delta 1} = \sqrt{3} \cdot I_k^{(2)} \cdot I_{\delta 1} = \\ &= \sqrt{3} \cdot 0,54 \cdot 5,02 = 4,69 (\text{кА}). \end{aligned}$$

Ударный ток к.з. в точке К1:

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot I_{no2} \cdot k_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot 4,69 \cdot 1,8 = 11,9 (\text{кА}).$$

Расчёт токов к.з. в точке К2.

Определяем сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{\Sigma 0} = 0.$$

Сопротивление нулевой последовательности равно нулю, так как соединение обмотки трансформатора треугольник.

Короткое замыкание в точки К2:

$$I_k^{(2)} = \frac{E_*''}{X_{\Sigma K2} + \Delta X^{(2)}} = \frac{E_*''}{X_{\Sigma K2} + X_{2\Sigma}} = \frac{1}{5,22 + 5,22} = 0,096 (\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке К2:

$$I_{no2} = m^{(2)} \cdot I_k^{(2)} \cdot I_{\delta 2} = \sqrt{3} \cdot I_k^{(2)} \cdot I_{\delta 1} = \\ = \sqrt{3} \cdot 0,096 \cdot 55 = 9,1(\text{кА}).$$

Ударный ток к.з. в точке К2:

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot I_{no2} \cdot k_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot 9,1 \cdot 1,8 = 23,2(\text{кА}).$$

Расчёт токов к.з. в точке К3.

Определяем сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{\Sigma 0} = 0.$$

Сопротивление нулевой последовательности равно нулю, так как соединение обмотки трансформатора треугольник.

Короткое замыкание в точки К3:

$$I_k^{(2)} = \frac{E_*''}{X_{\Sigma K3} + \Delta X^{(2)}} = \frac{E_*''}{X_{\Sigma K3} + X_{2\Sigma}} = \frac{1}{7,92 + 7,92} = 0,063(\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке К3:

$$I_{no3} = m^{(2)} \cdot I_k^{(2)} \cdot I_{\delta 3} = \sqrt{3} \cdot I_k^{(2)} \cdot I_{\delta 1} = \\ = \sqrt{3} \cdot 0,067 \cdot 91,8 = 10,65(\text{кА}).$$

Ударный ток к.з. в точке К3:

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot I_{no3} \cdot k_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot 10,65 \cdot 1,8 = 27,1(\text{кА}).$$

4.3 Расчет двухфазного короткого замыкания на землю

Расчёт токов к.з. в точке К1.

Определяем сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{\Sigma 0} = 0,92.$$

Значение из однофазного короткого замыкания.

Короткое замыкание в точки К1:

$$I_k^{(2.1)} = \frac{E_*''}{X_{\Sigma K1} + \Delta X^{(2)}} = \frac{E_*''}{X_{\Sigma K1} + \frac{X_{\Sigma K2} \cdot X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma K2} + X_{\Sigma 0}}} = \frac{1}{0,92 + \frac{0,92 \cdot 1,81}{0,92 + 1,81}} = 0,65(\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке К1:

$$I_{no1} = m^{(2.1)} \cdot I_k^{(2.1)} \cdot I_{\delta 1} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{\Sigma K2} \cdot X_{\Sigma 0}}{(X_{\Sigma K2} + X_{\Sigma 0})^2}} \cdot I_k^{(2.1)} \cdot I_{\delta 1} =$$

$$= \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,92 \cdot 0,65}{(0,92 + 0,65)^2}} \cdot 0,65 \cdot 5,02 = 4,92 (\text{кА}).$$

Ударный ток к.з. в точке К1:

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot k_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot 4,92 \cdot 1,8 = 12,52 (\text{кА}).$$

Расчёт токов к.з. в точке К2.

Определяем сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{\Sigma 0} = 0.$$

Сопротивление нулевой последовательности равно нулю, так как соединение обмотки трансформатора треугольник.

Короткое замыкание в точки К2:

$$I_k^{(2.1)} = \frac{E_*''}{X_{\Sigma K2} + \Delta X^{(2.1)}} = \frac{E_*''}{X_{\Sigma K2} + \frac{X_{\Sigma K2} \cdot X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma K2} + X_{\Sigma 0}}} = \frac{1}{5,22 + \frac{5,22 \cdot 0}{5,22 + 0}} = 0,19 (\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке К2:

$$I_{no2} = m^{(2.1)} \cdot I_k^{(2.1)} \cdot I_{\delta 2} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{\Sigma K2} \cdot X_{\Sigma 0}}{(X_{\Sigma K2} + X_{\Sigma 0})^2}} \cdot I_k^{(2.1)} \cdot I_{\delta 2} =$$

$$= \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{5,22 \cdot 0}{(5,22 + 0)^2}} \cdot 0,19 \cdot 55 = 18,1 (\text{кА}).$$

Ударный ток к.з. в точке К2:

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot I_{no2} \cdot k_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot 18,1 \cdot 1,8 = 46,1 (\text{кА}).$$

Расчёт токов к.з. в точке К3.

Определяем сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{\Sigma 0} = 0.$$

Сопrotивление нулевой последовательности равно нулю, так как соединение обмотки трансформатора треугольник.

Короткое замыкание в точки КЗ:

$$I_k^{(2.1)} = \frac{E_*''}{X_{\Sigma K3} + \Delta X^{(2.1)}} = \frac{E_*''}{X_{\Sigma K3} + \frac{X_{\Sigma K2} \cdot X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma K2} + X_{\Sigma 0}}} = \frac{1}{7,92 + \frac{7,92 \cdot 0}{7,92 + 0}} = 0,13(\text{кА}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. в точке КЗ:

$$I_{ноз} = m^{(2.1)} \cdot I_k^{(2.1)} \cdot I_{б3} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{\Sigma K2} \cdot X_{\Sigma 0}}{(X_{\Sigma K2} + X_{\Sigma 0})^2}} \cdot I_k^{(2.1)} \cdot I_{б1} = \\ = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{7,92 \cdot 0}{(7,92 + 0)^2}} \cdot 0,13 \cdot 91,8 = 20,67(\text{кА}).$$

Ударный ток к.з. в точке КЗ:

$$i_{y01} = \sqrt{2} \cdot I_{ноз} \cdot k_{y01} = \sqrt{2} \cdot 20,67 \cdot 1,8 = 52,6(\text{кА}).$$

В результате расчетов трех видов к.з, выбираем двухфазное на землю, так как оборудование выбирается по наибольшим токам к.з, данные приведены в таблице 4.

Таблица 4 –Результаты токов короткого замыкания

Тип КЗ	К1	К2	К3
Трехфазное	5,46	10,58	11,59
Однофазное	4,1	15,84	17,35
Двухфазное	4,69	9,1	10,65
Двухфазное на землю	4,92	18,1	20,67

5 Выбор необходимого оборудования для реконструкции подстанции 110/35/6 кВ «Пугачевская»

Выбора аппаратов и проводников на рассматриваемой подстанции «Пугачевская» 110/35/6 проводится на основании рассчитанных в предыдущем пункте токов к.з. При выборе электрических аппаратов необходимо так же учитывать род установки оборудования, загрязненность окружающей среды, габариты, вес, стоимость аппарата, удобство его размещения в РУ, климатическую зону и т.д.

5.1 Выбор выключателя

Для расчета предварительно выберем элегазовый выключатель компании УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ марки ВГТ-УЭТМ-110-40/3150 У, предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и в аварийных режимах, а также работы циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ, паспортные данные в таблице 4.

Таблица 5 – Основные технические данные элегазового выключателя ВГТ-110 У1

Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	40
Наибольший пик сквозного тока, кА	102
Трехсекундный ток термической стойкости, кА	40
Собственное время отключения, не более с	0,055

Выбираем выключатель по следующим параметрам:

-по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном};$$

$$U_{ном} = 110 (\text{кВ});$$

$$U_{сет.ном} = 110 (\text{кВ});$$

- по номинальному току:

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном};$$

$$I_{ном.дл} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 175,7 (\text{А});$$

$$I_{ном} = 3150 (\text{А});$$

- по отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{п,\tau} \leq I_{откл.ном};$$

$$I_{п,\tau} = 4,92 (\text{кА});$$

$$I_{откл.ном} = 40 (\text{кА});$$

б) на отключение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени:

$$i_{а,\tau} \leq i_{а.ном};$$

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{но1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,92 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,05}} = 1,7;$$

где $\tau = 0,01 + t_{св} = 0,01 + 0,06 = 0,07$ (с) – расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи при к.з. дугогасительными контактами выключателями;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з.

$$i_{а.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор.} / 100) \cdot I_{откл.ном} = (\sqrt{2} \cdot 27 / 100) \cdot 40 = 15,27;$$

где $\beta_{нор.}$ - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе.

- по предельному сквозному току:

$$I_{но1} \leq I_{пр.с.};$$

$$I_{но1} = 4,92 (\text{кА});$$

$$I_{np.c} = 40(\text{кА});$$

$$i_{y\partial 1} \leq i_{np.c};$$

$$i_{y\partial 1} = 12,52(\text{кА});$$

$$i_{np.c} = 102(\text{кА});$$

- по тепловому импульсу:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_{откл.};$$

$$B_K = I_{но1}^2 \cdot t_{откл.} = 4,92^2 \cdot 0,07 = 1,7;$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл.} = 40^2 \cdot 0,07 = 2,8.$$

Показатели данного элегазового выключателя ВГТ-110-40/3150 У1, подходят для выбора данного выключателя.

Для стороны 35 кВ предварительно выберем выключатель компании УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ марки ВГТ-УЭТМ-35-50/3150 У1. В таблице 6 указаны технически характеристики данного выключателя.

Таблица 6 – Основные технические данные элегазового выключателя ВГТ-УЭТМ-35-50/3150 У1

Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	50
Наибольший пик сквозного тока, кА	127,5
Трехсекундный ток термической стойкости, кА	50
Собственное время отключения, не более с	0,055

Выбираем выключатель по следующим параметрам:

-по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном};$$

$$U_{ном} = 35(\text{кВ});$$

$$U_{сет.ном} = 35(\text{кВ});$$

-по номинальному току:

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном};$$

$$I_{ном.дл} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 546,14(\text{A});$$

$$I_{ном} = 3150(\text{A});$$

- по отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном};$$

$$I_{n,\tau} = 18,1(\text{kA});$$

$$I_{откл.ном} = 50(\text{kA});$$

б) на отключение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном};$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{но1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 18,1 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,05}} = 6,3;$$

где $\tau = 0,01 + t_{св} = 0,01 + 0,06 = 0,07$ (с) – расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи при к.з. дугогасительными контактами выключателями;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з.

$$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор.} / 100) \cdot I_{откл.ном} = (\sqrt{2} \cdot 27 / 100) \cdot 50 = 19,09;$$

где $\beta_{нор.}$ - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе.

- по предельному сквозному току:

$$I_{но1} \leq I_{нр.с.};$$

$$I_{но1} = 18,1(\text{kA});$$

$$I_{нр.с.} = 50(\text{kA});$$

$$i_{yд1} \leq i_{нр.с.};$$

$$i_{yд1} = 46,1(\text{kA});$$

$$i_{np.c.} = 127,5(\text{кА});$$

- по тепловому импульсу:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_{откл.};$$

$$B_K = I_{нол}^2 \cdot t_{откл.} = 18,1^2 \cdot 0,07 = 22,93;$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл.} = 50^2 \cdot 0,07 = 175.$$

Показатели данного элегазового выключателя компании УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ марки ВГТ-УЭТМ-35-50/3150 У1, подходят для выбора данного выключателя.

Для стороны 6 кВ предварительно выберем выключатель компании марки Schneider Electric марки Evolis 6 кВ. В таблице 7 указаны технические характеристики данного выключателя.

Таблица 7 – Основные технические данные элегазового выключателя Evolis

Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток, кА	25
Номинальный ток отключения, кА	40
Наибольший пик сквозного тока, кА	81
Трехсекундный ток термической стойкости, кА	40
Собственное время отключения, не более с	0,048

Выбираем выключатель по следующим параметрам:

-по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном};$$

$$U_{ном} = 6(\text{кВ});$$

$$U_{сет.ном} = 6(\text{кВ});$$

-по номинальному току:

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном};$$

$$b = 3207,5(\text{А});$$

$$I_{ном} = 4000(\text{А});$$

- по отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном};$$

$$I_{n,\tau} = 20,67(\text{кА});$$

$$I_{откл.ном} = 40(\text{кА});$$

б) на отключение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном};$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{но1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 20,67 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,05}} = 7,2;$$

где $\tau = 0,01 + t_{св} = 0,01 + 0,06 = 0,07$ (с) – расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи при к.з. дугогасительными контактами выключателями;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з.

$$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор.} / 100) \cdot I_{откл.ном} = (\sqrt{2} \cdot 27 / 100) \cdot 40 = 15,27;$$

где $\beta_{нор.}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе.

- по предельному сквозному току:

$$I_{но1} \leq I_{нр.с.};$$

$$I_{но1} = 20,67(\text{кА});$$

$$I_{нр.с.} = 40(\text{кА});$$

$$i_{yд1} \leq i_{нр.с.};$$

$$i_{yд1} = 52,6(\text{кА});$$

$$i_{нр.с.} = 81(\text{кА});$$

- по тепловому импульсу:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_{откл.};$$

$$B_K = I_{но1}^2 \cdot t_{откл.} = 20,67^2 \cdot 0,07 = 29,9;$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл.} = 40^2 \cdot 0,07 = 112.$$

Показатели данного элегазового выключателя компании марки Schneider Electric марки Evolis 6 кВ, подходят для выбора данного выключателя.

5.2 Выбор разъединителей

Для расчета предварительно выберем предварительно выберем разъединитель компании УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ марки РДЗ-УЭТМ-110/1250 У1, паспортные данные приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Основные технические данные РДЗ-УЭТМ-110/1250 У1

Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	1250
Предельный сквозной ток главных ножей, кА	102
Предельный ток термической стойкости, кА	40
Время прохождения тока термической стойкости, с	3

Выбираем разъединитель по следующим параметрам:

-по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном};$$

$$U_{ном} = 110 \text{ (кВ)};$$

$$U_{сет.ном} = 110 \text{ (кВ)};$$

-по номинальному току:

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном};$$

$$I_{ном.дл} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 175,7 \text{ (А)};$$

$$I_{ном} = 1250 \text{ (А)};$$

-по предельному сквозному току:

$$I_{но1} \leq I_{пр.с.};$$

$$I_{но1} = 4,92(\text{кА});$$

$$I_{нр.с} = 102(\text{кА});$$

$$i_{y\partial 1} \leq i_{нр.с};$$

$$i_{y\partial 1} = 12,52(\text{кА});$$

$$i_{нр.с} = 102(\text{кА});$$

-по тепловому импульсу:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_{откл};$$

$$B_K = I_{но1}^2 \cdot t_{откл} = 4,92^2 \cdot 0,06 = 1,45;$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,06 = 96.$$

Показатели данного разъединителя УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ марки РДЗ-УЭТМ-110/1250 У1 подходят для выбора данного оборудования.

Для стороны 35 кВ предварительно выберем разъединитель компании Электроцит марки РГП-СЭЩ 35 кВ/1000 У1, паспортные данные приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Основные технические данные РГП-СЭЩ 35 кВ/1000 У1

Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток, А	1000
Предельный сквозной ток главных ножей, кА	50
Предельный ток термической стойкости, кА	20
Время прохождения тока термической стойкости, с	3

Выбираем разъединитель по следующим параметрам:

-по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном};$$

$$U_{ном} = 35(\text{кВ});$$

$$U_{сет.ном} = 35(\text{кВ});$$

-по номинальному току:

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном};$$

$$I_{ном.дл} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 546,14(\text{A});$$

$$I_{ном} = 1000(\text{A});$$

-по предельному сквозному току:

$$I_{но1} \leq I_{нр.с};$$

$$I_{но1} = 18,1(\text{kA});$$

$$I_{нр.с} = 50(\text{kA});$$

$$i_{уд1} \leq i_{нр.с};$$

$$i_{уд1} = 46,1(\text{kA});$$

$$i_{нр.с} = 50(\text{kA});$$

-по тепловому импульсу:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_{откл};$$

$$B_K = I_{но1}^2 \cdot t_{откл} = 18,1^2 \cdot 0,06 = 19,66;$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,06 = 24.$$

Характеристики разъединителя марки РГП-СЭЩ 35 кВ/1000 У1 удовлетворяет условиям выбора.

5.3 Выбор трансформатора тока

Для расчета предварительно выберем трансформатор тока от завода электротехнического оборудования марки ТОГФ-110 У1, предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительными приборам и устройствам защиты и управления в открытых и закрытых распределительных устройствах переменного тока частоты 50 Гц на номинальное напряжение 110 кВ, паспортные данные приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Основные технические данные трансформатора тока ТОГФ-110

Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	200
Номинальный вторичный ток, А	5
Ток электродинамической стойкости, кА	160
Ток термической стойкости, кА	63
Допустимое время	1
Класс точности	0,5

Выбираем трансформатор тока по следующим параметрам:

-по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном};$$

$$U_{ном} = 110(\text{кВ});$$

$$U_{сет.ном} = 110(\text{кВ});$$

-по номинальному длительному току:

$$I_{ном.} \leq I_{1ном.};$$

$$I_{ном.дл} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 175,7 \text{ (А)};$$

$$I_{ном1} = 200(\text{А});$$

-по электродинамической стойкости:

$$i_{уд1} \leq \kappa_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном1};$$

$$i_{уд1} = 12,52 ;$$

$$\kappa_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном1} = 160;$$

-по термической стойкости:

$$B_K \leq \kappa_T^2 \cdot I_T^2 \cdot t_T;$$

$$B_K = I_{но1}^2 \cdot t_{откл.} = 4,92^2 \cdot 0,06 = 1,45 ;$$

$$\kappa_T^2 \cdot I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 1 = 3969;$$

-по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном};$$

где $Z_{2ном}$ - номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока, Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора.

Индуктивное сопротивление цепей невелико, поэтому принимаем $Z_2 \approx R_2$ Контроль ведется с помощью комплекса приборов включающих в себя амперметр, ваттметр, счетчик активной энергии, данные которых представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка , В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	EQ48	0,6	-	-
Ваттметр	E350M	5	5	5
Счетчик активной энергии	САЗУ-462	2	2	2
Итого		7,6	7	7

Сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{7,6}{5^2} = 0,304(\text{Ом}).$$

Сопротивление контактов $R_k = 0,1(\text{Ом})$, тогда сопротивление проводов:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k = 1,2 - 0,304 - 0,1 = 0,79(\text{Ом}).$$

Применяя длину соединительных проводов 60 м с медными жилами, определим сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 30}{0,79} = 0,65(\text{мм}^2).$$

Принимаем стандартное сечение 0,75 мм².

Показатели данного трансформатора тока ТОГФ-110, подходят для выбора данного трансформатора.

Для стороны 35 кВ предварительно выберем трансформатор тока от Электроцит марки ТОЛ-СЭЩ -35, паспортные данные приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Основные технические данные трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ -35

Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток, А	600
Номинальный вторичный ток, А	5
Ток электродинамической стойкости, кА	100
Ток термической стойкости, кА	40
Допустимое время	1
Класс точности	0,5

Выбираем трансформатор тока по следующим параметрам:

-по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном};$$

$$U_{ном} = 35(\text{кВ});$$

$$U_{сет.ном} = 35(\text{кВ});$$

-по номинальному длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{1ном};$$

$$I_{ном.дл} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 423 \text{ (А)};$$

$$I_{ном1} = 600(\text{А});$$

-по электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial 1} \leq \kappa_{\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном1};$$

$$i_{y\partial 1} = 46,1;$$

$$\kappa_{\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном1} = 100;$$

-по термической стойкости:

$$B_K \leq \kappa_T^2 \cdot I_T^2 \cdot t_T;$$

$$B_K = I_{но1}^2 \cdot t_{откл.} = 18,1^2 \cdot 0,06 = 19,66 ;$$

$$\kappa_T^2 \cdot I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 1 = 1600;$$

-по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном};$$

где $Z_{2ном}$ - номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока, Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора.

Индуктивное сопротивление цепей невелико, поэтому принимаем $Z_2 \approx R_2$. Контроль ведется с помощью комплекса приборов, включающих в себя амперметр, ваттметр, счетчик активной энергии, данные которых представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка , В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	EQ48	0,6	-	-
Ваттметр	E350M	5	5	5
Счетчик активной энергии	САЗУ-462	2	2	2
Итого		7,6	7	7

Сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{7,6}{5^2} = 0,304 (\text{Ом}).$$

Сопротивление контактов $R_K = 0,1$ (Ом), тогда сопротивление проводов:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_K = 1,2 - 0,304 - 0,1 = 0,79 (\text{Ом}).$$

Применяя длину соединительных проводов 60 м с медными жилами, определим сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 30}{0,79} = 0,65 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Принимаем стандартное сечение 0,75 мм².

Показатели данного трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35, подходят для выбора данного трансформатора.

Для стороны 6 кВ предварительно выберем трансформатор тока от ЧЭАЗ ТОЛ-6, паспортные данные приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Основные технические данные трансформатора тока ТОЛ - 6

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	600
Номинальный вторичный ток, А	5
Ток электродинамической стойкости, кА	56
Ток термической стойкости, кА	31,2
Допустимое время	1
Класс точности	0,5

Выбираем трансформатор тока по следующим параметрам:

-по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном};$$

$$U_{ном} = 6 \text{ (кВ)};$$

$$U_{сет.ном} = 10 \text{ (кВ)};$$

-по номинальному длительному току:

$$I_{ном.} \leq I_{1ном};$$

$$I_{ном.дл} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 423 \text{ (А)};$$

$$I_{ном1} = 600 \text{ (А)};$$

-по электродинамической стойкости:

$$i_{уд1} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном1};$$

$$i_{y\partial 1} = 52,6 ;$$

$$\kappa_{\partial 0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном1}} = 56;$$

-по термической стойкости:

$$B_K \leq \kappa_T^2 \cdot I_T^2 \cdot t_T;$$

$$B_K = I_{\text{но1}}^2 \cdot t_{\text{откл.}} = 20,67^2 \cdot 0,06 = 25,6 ;$$

$$\kappa_T^2 \cdot I_T^2 \cdot t_T = 31,2^2 \cdot 1 = 973,44;$$

-по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}};$$

где $Z_{2\text{ном}}$ - номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока, Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора.

Индуктивное сопротивление цепей невелико, поэтому принимаем $Z_2 \approx R_2$ Контроль ведется с помощью комплекса приборов, включающих в себя амперметр, ваттметр, счетчик активной энергии, данные которых представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка , В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,6	-	-
Ваттметр	Д-335	5	5	5
Счетчик активной энергии	САЗУ-4681	2	2	2
Итого		7,6	7	7

Сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{7,6}{5^2} = 0,304 (\text{Ом}).$$

Сопротивление контактов $R_k = 0,1$ (Ом), тогда сопротивление проводов:

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{\kappa} = 1,2 - 0,304 - 0,1 = 0,79 \text{ (Ом)}.$$

Применяя длину соединительных проводов 60 м с медными жилами, определим сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 30}{0,79} = 0,65 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Принимаем стандартное сечение 0,75 мм².

Показатели данного трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35, подходят для выбора данного трансформатора.

5.4 Выбор трансформатора напряжения

Для расчета предварительно выберем трансформатор напряжения от НПО “Трансформатор” марки НКФ-110-83 У1, к которому присоединяются измерительные приборы и приборы контроля изоляции.

Расчет трансформатора напряжения по следующим параметрам:

-по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном};$$

$$U_{ном} = 110 \text{ (кВ)};$$

$$U_{сет.ном} = 110 \text{ (кВ)};$$

-по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения, приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	P,Вт	Q, вар
Вольтметр	2,5	1	1	0	1	2,5	-
Ваттметр	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого						7,02	3,7

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{7,02^2 + 3,7^2} = 7,94 \text{ (ВА)}.$$

Показатели данного трансформатора напряжения НКФ-110-83У1, подходят для выбора данного трансформатора, выбранный трансформатор НКФ-110-83У1 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимую для подключения счетчиков 75 ВА, соответственно данный трансформатор будет работать на выбранном классе точности.

Для стороны 35 выберем трансформатор напряжения от НПО “Трансформатор” марки НКФ-35, к которому присоединяются измерительные приборы и приборы контроля изоляции.

Расчет трансформатора напряжения по следующим параметрам:

-по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}};$$

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ (кВ)};$$

$$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ (кВ)};$$

-по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения, приведена в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	P,Вт	Q, вар
Вольтметр	2,5	1	1	0	1	2,5	-
Ваттметр	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого						7,02	3,7

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} = \sqrt{7,02^2 + 3,7^2} = 7,94(\text{ВА}).$$

Показатели данного трансформатора напряжения НКФ-35, подходят для выбора данного трансформатора, выбранный трансформатор НКФ -35 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимую для подключения счетчиков 75 ВА, соответственно данный трансформатор будет работать на выбранном классе точности.

Для стороны 6 кВ выберем трансформатор напряжения от Электроцит марки НОЛ-СЭЦ-6 , к которому присоединяются измерительные приборы и приборы контроля изоляции.

Расчет трансформатора напряжения по следующим параметрам:

-по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном};$$

$$U_{ном} = 6(\text{кВ});$$

$$U_{сет.ном} = 6(\text{кВ});$$

-по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения, приведена в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	P,Вт	Q, вар
Вольтметр	2,5	1	1	0	1	2,5	-
Ваттметр	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого						7,02	3,7

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{7,02^2 + 3,7^2} = 7,94 \text{ (ВА)}.$$

Показатели данного трансформатора напряжения НОЛ-СЭЦ-6, подходят для выбора данного трансформатора, выбранный трансформатор НОЛ-СЭЦ-6 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимую для подключения счетчиков 75 ВА, соответственно данный трансформатор будет работать на выбранном классе точности.

6 Релейная защита силовых трансформаторов подстанции «Пугачевская»

Выберем защиту трехобмоточного трансформатора типа «Сириус-ТЗ». Данное устройство представляет собой микропроцессорную защиту, необходимую для основной защиты трехобмоточного трансформатора.

6.1 Дифференциальная токовая защита

Расчет по используемому диапазону регулирования:

За реальный возможный диапазон регулирования напряжения принят диапазон от 96,5 кВ до 126 кВ. В таком случае середина диапазона равна:

$$96,5 + (126 - 96,5) / 2 = 111,25 \text{ кВ.}$$

Это значение принимаем за $U_{\text{опт}}$. Дальнейший расчет приведен в таблице 20.

Таблица 20 - Расчет дифференциальной защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	35 кВ	6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А.	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном, ср}}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 111,25} =$ =130	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} =$ =375	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} =$ =2291
Коэффициент трансформации тока	$K_{\text{т}}$	200/5	600/5	600/5

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А.	$I_{ном,в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	$\frac{130}{200/5} = 3,25$	$\frac{375}{600/5} = 3,125$	$\frac{2291}{600/5} = 19,1$
Принятые значения	$I_{ном}$	3,25	3,125	19,1
Размах РПН, %	Размах РПН	$100 \cdot (126-96,5)/(2 \cdot 111,25) = 13$		

6.2 Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Выбору подлежит:

$I_{диф}/I_{ном}$ - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Уставка должна выбираться из двух условий:

-относительно броска намагничивания силового трансформатора.

-отношение максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного КЗ.

Формула для выбора уставки дифференциальной отсечки:

$$I_{диф}/I_{ном} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз \text{ вн. макс.}}$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки принимается равным 1,2, $K_{нб}$ – принимаем равным 0,7, так как на стороне ВН и НН используются трансформаторы тока с номинальным вторичным током равным 5 А.

Рассчитаем отстройку от срабатывания КЗ на стороне НН:

$$I_{кз \text{ нн. макс.}} = 4920/130 = 37,8 \text{ А};$$

$$I_{диф}/I_{ном} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 37,8 = 31,75 .$$

Отстройка от срабатывания при КЗ на стороне СН

$$I_{кз \text{ нн. макс.}} = 18100/375 = 48,2 \text{ А};$$

$$I_{диф}/I_{ном} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 48,2 = 40,49 .$$

Принимаем отсечку $I_{диф}/I_{ном} = 41$.

6.3 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Для рассмотренного выше трансформатора с учетом проведенных расчетов принимаем $I_{д1}/I_{ном} = 0,3$; $\Delta f_{добав} = 0,04$.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$, он может вызвать дифференциальный ток:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв};$$

$$I_{диф} = 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) I_{скв} = 0,444 \cdot I_{скв};$$

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т} = \sqrt{1 \cdot (1 - 0,37)} = 0,8.$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах находится по формуле:

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т} =$$

$$= 100 \cdot 0,444 / 0,8 = 55,5;$$

$$I_{т1}/I_{ном} = (I_{д1}/I_{ном}) \cdot 100 / K_{ТОРМ} =$$

$$= 0,3 \cdot 100 / 55,5 = 0,54;$$

Рекомендуемые уставки: $I_{т2}/I_{ном} = 1,5$.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{дг2}/I_{дг1}$ на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуют на уровне 12-15%: принимаем $I_{дг2}/I_{дг1} = 0,15$.

Расчет коэффициента чувствительности. Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{с.з} = I_{ном} \cdot (I_{д1}/I_{ном}) = 130 \cdot 0,3 = 39 \text{ А.}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне СН:

$$K_{ч} = 9100 \cdot 0,87 / 39 = 203 \text{ .}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$K_{ч} = 10650 \cdot 0,87 / 39 = 237 \text{ .}$$

7 Выбор источника оперативного тока на подстанции «Пугачевская»

Управление выключателями, сигнализацией, автоматикой, связью осуществляется оперативным током.

Для питания оперативных цепей подстанций может применяться переменный ток или постоянный ток.

Выключатель ВГТ-УЭТМ-110-40/3150 У1, ВГТ-УЭТМ-35-50/3150 У1 питается постоянным оперативным током, а также привода разъединителей РДЗ-УЭТМ-110/1250 У1 и РГП-СЭЩ 35 кВ/1000 У1. Для питания оборудования и аппаратов постоянным оперативным током, выберем шкаф оперативного постоянного тока ШОТ-01М компании, целью которого является бесперебойное питания, оперативных цепей управления, релейной защиты и автоматики, а также сигнализация, освещение на подстанции, заряда и подзаряда аккумуляторных батарей.

Характеристики ШОТ-01М приведены в таблице 11:

Габаритные размеры (ВхШхГ), мм: 2200х600х600, 2200х800х600; до 120 А·час – щит, состоящий из двух шкафов: в правом шкафу установлены аккумуляторные батареи, в левом – прочие элементы.

Таблица 21 – Технические характеристики ШОТ-01М

Наименование параметра	Параметр
Номинальное напряжение однофазной питающей сети, В	230
Допустимое отклонение напряжения питающей сети, в % от номинального значения	+10 -20
Номинальная частота питающей сети, Гц	50
Допустимые отклонения частоты питающей сети, в % от номинального значения	±2,0
Номинальное значение выпрямленного напряжения, В	115; 230
Пределы регулировки выпрямленного напряжения в режиме стабилизации напряжения, В	105...125; 210...250
Номинальное значение выпрямленного тока, А	4, 8, 10
Пределы регулировки выпрямленного тока в режиме стабилизации тока, А	3,8...4,2; 7,6...8,4; 9,5...10,5
Допустимое отклонение выпрямленного напряжения от величины заданного в режиме стабилизации напряжения, в % от номинального значения	±0,5

Продолжение таблицы 21

Допустимое отклонение выпрямленного тока от величины заданного в режиме стабилизации тока, в % от номинального значения	±5,0
Допустимый уровень пульсаций выпрямленного напряжения, в % от номинального значения	±0,5

8 Расчет собственных нужд подстанции «Пугачевская»

В зависимости от типа, мощности подстанции питание потребителей собственных нужд осуществляется от специально установленных трансформаторов.

К потребителям собственных нужд подстанции относятся оперативные цепи, электродвигатели устройств охлаждения силовых трансформаторов, компрессоров, подогрев выключателей и приводов, шкафов КРУН, зарядное устройство, вентиляции, отопление, освещение и т.д.

Мощность основных потребителей собственных нужд приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Мощность основных потребителей собственных нужд

№	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность, кВт,
1.	Устройства охлаждения для трансформатора ТДТН-25000	$2 \times 5 = 10$
2.	Подогрев выключателей и приводов	$2 \times 3 = 6$
3.	Подогрев шкафов КРУН КНВ 10	$1,0 \times 16 = 16$
4.	Подогрев приводов разъединителей	$0,6 \times 22 = 13,2$
5.	Подогрев релейного шкафа	1
6.	Отопление, освещение, вентиляция КРУН КНВ 10	20
7.	Отопление, освещение, вентиляция здания разъездного персонала	50
8.	Освещение	5
9.	Зарядно-подзарядный агрегат	$2 \times 23 = 46$
	Всего	167,2
	Итого с учетом коэффициента загрузки	117,04

На основании расчетов выберем два трансформатора собственных нужд компании Чебоксарский Электрозавод Трансформатор мощностью 2хТСН-63 кВА. Марки трансформаторов ТС - 63/6/0,4.

9 Расчет молниезащиты подстанции «Пугачевская» 110/35/6 кВ

Молниезащита - это комплекс устройств, который содержит в себе молниеприемник, токоотвод и заземлитель. Данная защита необходима для зданий и сооружений подстанции, защищая их от прямых ударов молнии.

Выделяют 2 вида молниеотводов: стержневые и тросовые. Стержневой молниеотвод защищает от прямых ударов молнии, тросовый молниеотвод применяется для защиты линий электропередач.

При расчете молниезащиты необходимо определить зону защиты. Зоной защиты одного стержневого молниеотвода высотой h будет конус высотой $h_0 < h$, вершина конуса совпадает с вертикальной осью молниеотвода.

Зона действия определяется двумя параметрами: высотой конуса h_0 и радиусом конуса на уровне земли r_0 .

Формула для нахождения высоты конуса молниеотвода h_0 :

$$h_0 = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 15 = 10,5 \text{ (м)};$$

где h – полная высота стержневого молниеотвода.

Формула для нахождения радиуса конуса молниеотвода r_0 :

$$r_0 = 0,6 \cdot h = 0,6 \cdot 15 = 9 \text{ (м)}.$$

Расчет зоны защиты:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{9 \cdot (10,5 - 6,6)}{10,5} = 3,4 \text{ (м)};$$

где h_x - высота защищаемого сооружения.

Зона защиты одностержневого молниеотвода изображена на рисунке 6.

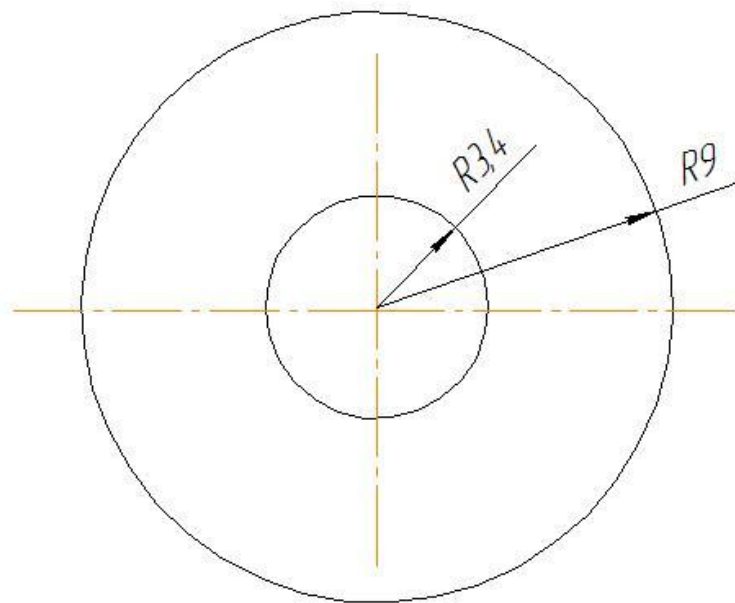
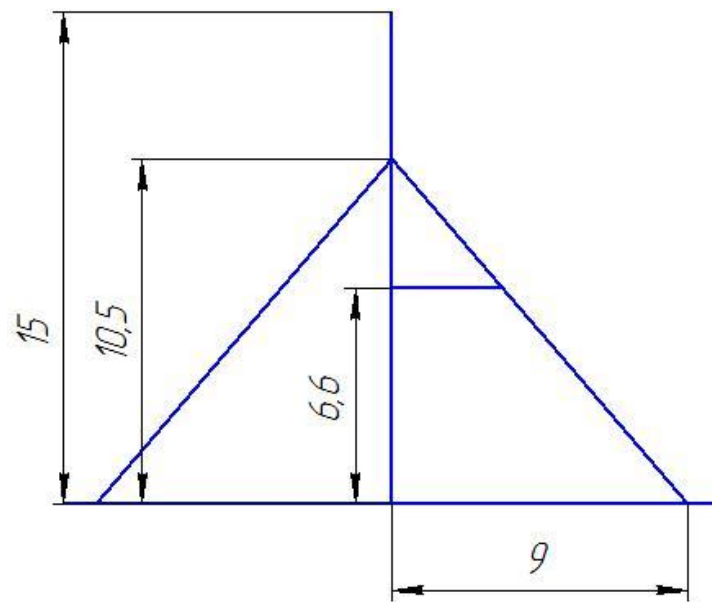


Рисунок 6 – Зона действия одностержневого молниеотвода

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы разработан проект реконструкции электрической части представлена трансформаторной понизительной подстанции «Пугачевская» 110/35/6 кВ Саратовских распределительных сетей.

Для выбора силовых трансформаторов в работе было проведено сравнение технико-экономических показателей двух вариантов установки силовых трансформаторов. Исходя из этого выбран трехобмоточный силовой трансформатор марки ТДТН-25000/110/35/6 производства Тольяттинского завода трансформаторов. При этом мы так же опирались на открытые данные "МРСК Волги", о том что в 2015 году на подстанции был зафиксирован дефицит мощности равный -0,47 МВт.

Выбор оборудования подстанции «Пугачевская» был проведен на основании расчета токов короткого замыкания. Расчетным током был выбран двухфазный на ток к.з. землю, так как его значение больше, чем у трёхфазного, и однофазного тока к.з. В результате к установке на подстанции «Пугачевская» 110/35/6 кВ выбрано следующее оборудование

- ВГТ-110 У1,
- ВГТ-УЭТМ-35-50/3150 У1,
- Evolis,
- РДЗ-УЭТМ-110/1250 У1,
- РГП-СЭЩ 35 кВ/1000 У1,
- ТОГФ-110 У1,
- ТОЛ-СЭЩ -35 У1,
- ТОЛ -6,
- НКФ-110-83 У1,
- НКФ-35,
- НОЛ-СЭЩ-6.

Распределительное устройство 6 кВ, укомплектовалось КРУН КПВ 58, при расчетах релейной защиты на силовой трансформатор, выбрали микропроцессорную защиту Сириус-3Т.

В качестве источника оперативного тока на подстанции «Пугачевская» выбран постоянный оперативный ток источником которого являются аккумуляторные батареи, под управлением шкафа оперативного тока ШОТ-01М, для собственных нужд подстанции выбрали 2 трансформатора марки ТС- 63/6 кВА, и молниезащита выполнена одно стержневым молниеотводом.

В результате проект реконструкции подстанции «Пугачевская» выполнен с учетом всех современных требований и рекомендаций.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. А.М. Деревянко М.: ДЕАН, 2015.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во Омега-Л, 2014.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2013.
4. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. –М.: Изд-во Энергия, 2013. – 64 с.
5. Дрозд, В.В. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ в 16-ти т. / В.В. Дрозд. – М.: Изд-во Альвис, 2012. – Т.13.
6. Дрозд, В.В. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ в 16-ти т. / В.В. Дрозд. – М.: Изд-во Альвис, 2013. – Т.14.
7. Дрозд, В.В. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ в 16-ти т. / В.В. Дрозд. – М.: Изд-во Альвис, 2013. – Т.15.
8. Дрозд, В.В. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ в 16-ти т. / В.В. Дрозд. – М.: Изд-во Альвис, 2014. – Т.16.
9. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов/В.В. Андреев. – 6-е изд., стер. – М.: Высш. Шк. 2008. – 640 с.
10. Общие вопросы. Электротехнические материалы // Электротехнический справочник: в 4-х т. / под общ. Ред. В.Г. Герасимова [и др.]. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – Т.1.
11. Степкина Ю.В. Электропитающие системы и сети: метод. Указание к выполнению лаб. работ / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти: ТГУ, 2006.

12. Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. – Тольятти: ТГУ, 2006.

13. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учеб. Пособие для курсового и дипломного проектирования / О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 47 с.

14. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2014. – 448 с.

15. Вахнина, В. В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов / В. В. Вахнина. –Тольятти: ТГУ, 2011. - 68 с.

16. Вахнина, В. В. Положение о выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб. - метод. пособие для студентов 140200 "Электроэнергетика" / В. В. Вахнина, О. В. Самолина. –Тольятти: ТГУ, 2009. – 15 с. В

17. Вахнина, В. В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб. -метод. пособие / В. В. Вахнина, Ю. В. Степкина, О. В. Самолина. – Тольятти: ТГУ, 2012. – 31 с. В

18. Степкина, Ю. В. Электрооборудование станций и подстанций предприятий: учеб. пособие / Ю. В. Степкина, В. В. Вахнина. – Тольятти: ТГУ, 2009. – 67 с.

19. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2007. – 670.

20. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети / А.В. Лыкин. – М.: Логос, 2008. – 253.

21. Ополева, Г.Н. Схемы подстанции электроснабжения: учеб. пособие / Г.Н. Ополева. – М.: Форум-Инфра-М, 2008.

22. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 392 с.
23. Электротехнические изделия и устройства // Электротехнический справочник: в 4-х т. / под общ. ред. В. И. Орлов [и др.]. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – Т.2.
24. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учеб. пособие для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Изд-во БХВ-Петербург, 2013. – 608 с
25. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
26. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.
27. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
28. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.
29. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.